

高压输电线路双端故障测距新算法

丁士长¹, 宋国兵², 刘林林², 许庆强³

(1. 江苏方天电力技术有限公司, 江苏 南京 211100;

2. 西安交通大学电气工程学院, 陕西 西安 710049;

3. 江苏省电力试验研究院有限公司, 江苏 南京 211102)

摘要:基于故障点电压幅值相等的双端故障定位方法,由于两端采样数据不同步会存在伪根判别问题。分析两端数据不同步时伪根产生的原因,并利用故障分量电压分布规律,提出基于故障分量不存在伪根判别问题的简单迭代定位方法,证明了该方法收敛性和惟一性。该方法采用线路分布参数模型,不受线路分布电容影响,计算简单。通过仿真验证该方案收敛速度快,不受过渡电阻、故障初始角、两端采样数据不同步等因素的影响,测距精度高。

关键词:输电线路;故障定位;收敛性;双端数据不同步

中图分类号:TM711

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2010)04-0016-04

由于架空线路跨度大、自然环境复杂,高压输电线路是电力系统中最容易发生事故的元件,迅速、准确地检测出故障位置,并及时修复线路,提高供电可靠性具有重要意义,因此故障测距成为继电保护工作者研究热点^[1]。

故障测距从测量数据的来源上可分为单端测距和双端测距。单端测距具有使用的设备简单、信息量少、易于实现的优点,但从原理上无法消除过渡电阻和对端系统阻抗变化对测距精度的影响,而双端测距则可以克服单端测距的这些缺点^[2]。

随着电网自动化水平日益提高,微波通信、光纤通信在电力系统中的普遍应用,基于通道的双端测距算法正越来越得到人们的关注^[3]。根据对两侧数据同步要求的不同,双端测距又分为同步测距和非同步测距。同步测距主要有基于集中参数模型的两端电压电流法^[1]和单端电压、两端电流法^[3],文献[4]提出基于分布参数模型的同步测距方法。由于互感器相移等因素的影响,即使利用先进的全球定位系统(GPS),两侧的数据也难以达到完全同步。

因此,不需要两端同步采样的非同步测距方法得到更加广泛应用。文献[5]提出了基于集中参数电路的双端非同步数据的测距方法,分析了两侧测量信息“同步”的算法。实际高压输电线路特别是远距离输电线路,应采用考虑分布电容的分布参数线路模型,该方法不可避免存在模型误差。文献[6]基于分布参数模型,采用长线路方程列出含有故障距离的方程,但其面临着求解复杂问题。文献[7]基于线路分布参数模型,根据正序故障分量电压幅值沿线分布规律,通过简单的搜索

迭代将故障区间界定在一段短线路上,从而将分布长线测距转化为集中参数短线测距。但文中没有给出迭代收敛性的证明,若考虑到两端数据不同步时,存在伪根判别的问题。文献[8]基于分布参数模型,通过推导得到了故障距离的解析表达式,仍存在伪根的判别问题。文献[9]提出两侧计算的故障点电压幅值之差在故障点最小,并采用搜索迭代的方法,该方法避免了求解复杂的长线路方程,实现简单。但文中并未给出迭代收敛性的证明以及步长的修正原则。文献[10]对文献[9]中收敛性给出了定性分析,得出的结论是迭代过程有存在伪根的可能性。但分析过程中假设向量的初始角度存在很大的随机性,通过大量的仿真发现,文中的仿真试验不能验证伪根的存在性。文献[11]利用模值平方相等的原理进行故障测距,并从原理上分析了它的收敛性。由于证明过程采用了大量假设,且仿真试验参数选择具有一定随机性,因此证明过程具有一定局限性。

提出了一种基于双端不同步数据的高压输电线路故障测距实用算法。它采用线路的分布参数模型,根据线路发生故障时故障分量电压沿线的分布规律,采用简单搜索迭代的方法便捷地计算出故障点的位置,并从原理上分析了它的收敛性,对其在全线范围内的收敛性和惟一性进行了证明。

1 伪根产生原因

如图1所示,当系统发生故障后沿线电压的分布规律如实线所示,点划线为两端感受到的过了故障点后的电压分布,此电压为虚假电压。假设线路两端采样数据同步,仅在故障点 F_1 处电压相等。为防止两端采样数据不同步问题,判据采用

电压幅值相等。这样 S 到 N 的点划线,取绝对值后变为 S 到 N 的点线,可能出现虚假的故障点 F_2 。

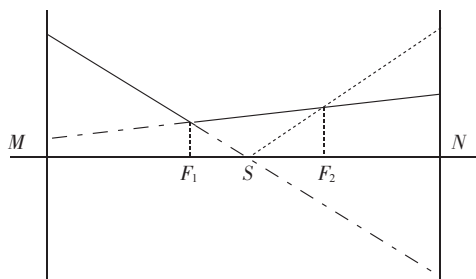


图1 故障后沿线电压分布

2 故障分量网络中电压分布

三相电力系统发生故障后,可以利用叠加原理,将故障系统等效为非故障状态和故障的附加状态的叠加。在故障分量网络中的电气量只是故障时才出现,它只包含故障信息^[1]。图2所示为故障附加状态网络,由图可知,故障点的电压故障分量幅值最大,在系统中性点处为零。

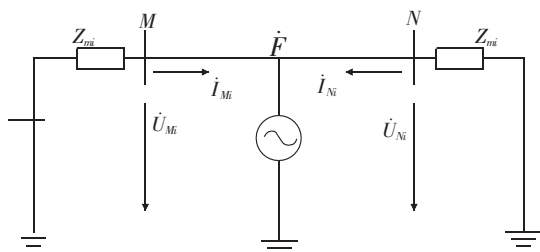


图2 故障附加状态网络

由图2可知,利用线路两端电压电流分别计算沿线故障分量电压幅值,电压沿线路变化具有连续性,可知在故障点处两个计算值相等。故障附加网络沿线电压分布规律如图3中实线所示,其中点划线为两端感受到的过了故障点后的故障分量电压分布,此故障分量电压为虚假电压。

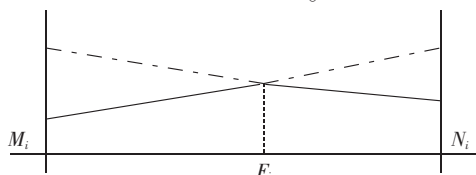


图3 故障附加网络沿线电压分布

故障分量网络中,由描述线路布参数模型的电报方程推导可得,线路上距侧的点处电压分别由两侧电压电流计算公式如下:

$$\begin{cases} \dot{U}_{Fi} = \dot{U}_{Mi} \cosh(\gamma_i x) + \dot{I}_{Mi} Z_{Ci} \sinh(\gamma_i x) \\ \dot{U}'_{Fi} = \dot{U}_{Ni} \cosh(\gamma_i x') + \dot{I}_{Ni} Z_{Ci} \sinh(\gamma_i x') \end{cases} \quad (1)$$

式中: \dot{U}_{Mi} , \dot{I}_{Mi} 为 M 端测量电压和电流; \dot{U}_{Ni} , \dot{I}_{Ni} 为 N 端测量电压和电流; \dot{U}_{Fi} , \dot{U}'_{Fi} 为分别利用 M 侧和

N 侧测量数据计算得到的故障点电压; x , x' 为故障点到 M 侧和 N 侧的距离且有 $x' = l - x$; γ_i , Z_{Ci} 分别表示线路的传播系数和波阻抗; l 为线路长度; 下标 i 表示故障分量网络中模量,如零模网络中 $i=0$ 。其中:

$$Z_{Ci} = \sqrt{(R_i + j\omega L_i) / (G_i + j\omega C_i)}$$

$$\gamma_i = \sqrt{(R_i + j\omega L_i)(G_i + j\omega C_i)}$$

式中: R_i , L_i , G_i , C_i 分别为单位长度上的电阻、电感、电导、电容。

$$\cosh(x) = (e^x + e^{-x}) / 2 \quad (2)$$

$$\sinh(x) = (e^x - e^{-x}) / 2 \quad (3)$$

将式(2,3)代入到式(1)中,并令

$$\begin{cases} F_i = \dot{U}_{Mi} - \dot{I}_{Mi} Z_{Ci} \\ F'_i = \dot{U}_{Ni} - \dot{I}_{Ni} Z_{Ci} \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} B_i = \dot{U}_{Mi} + \dot{I}_{Mi} Z_{Ci} \\ B'_i = \dot{U}_{Ni} + \dot{I}_{Ni} Z_{Ci} \end{cases} \quad (5)$$

得到式(6)如下:

$$\begin{cases} \dot{U}_{Fi} = \frac{1}{2} (F_i e^{\gamma_i x} + B_i e^{-\gamma_i x}) \\ \dot{U}'_{Fi} = \frac{1}{2} (F'_i e^{\gamma_i x} + B'_i e^{-\gamma_i x}) \end{cases} \quad (6)$$

令 $\dot{U}_{Fi} = \dot{U}'_{Fi}$ 得到式(7)如下:

$$F_i e^{\gamma_i x} + B_i e^{-\gamma_i x} = F'_i e^{\gamma_i x} + B'_i e^{-\gamma_i x} \quad (7)$$

式(7)经化简计算,代入 $x' = l - x$ 得到:

$$x = \frac{\ln \left| \frac{(F'_i e^{\gamma_i l} - B'_i) / (F_i - B_i e^{\gamma_i l})}{2 \operatorname{Re}[\gamma_i]} \right|}{2 \operatorname{Re}[\gamma_i]} \quad (8)$$

以上公式的推导过程是在不考虑线路两侧的数据不同步的情况下,没有做任何假设的基础上进行的,由此可见在故障网络中分别由线路两端电压电流计算沿线故障分量电压分布时,电压相等的点存在且惟一,如式(8)所示。由故障分量网络中电压分布规律可知故障点就是惟一使得相等的点,故障网络中由两侧数据分别计算所得电压分布曲线除故障点以外不存在其他交点。

3 故障分量测距算法

由于线路两端测量数据的不同步使得直接采用两个向量进行比较,带来误差,通常我们所说利用在故障点电压幅值相等的进行故障定位可以消除两端数据不同步带来的误差影响。在故障分量网络中,故障点处故障分量电压幅值最高,从故障点到母线处幅值单调减小。利用故障分量网络的这个特点,仍然

可以采用电压幅值相等的判据进行搜索迭代寻找故障位置,且不存在伪根的判别问题。迭代过程:

(1) 设 $x_1=0$ (代表 M 侧), $x_2=1$ (代表 N 侧)。

(2) 假设故障发生的位置为 $x = (x_1+x_2)/2$ 并计算 $\dot{U}_{Fi}(x)$ 和 $\dot{U}'_{Fi}(x)$ 。

(3) 若果 $|\dot{U}_{Fi}(x)| \geq |\dot{U}'_{Fi}(x)|$ 则说明故障点 F 位于 x 和 M 之间,令 $x_2=x$ 。否则 F 位于 x 和 N 之间,令 $x_1=x$ 。

(4) 判断公式: $||\dot{U}_{Fi}(x)| - |\dot{U}'_{Fi}(x)|| \leq \varepsilon$ 是否成立,若成立结束迭代即为故障距离;若不成立令返回到(2)继续计算。

4 仿真验证

数字仿真实验利用电磁暂态程序 ATP 建立系统模型,Matlab 编程进行数据处理和分析来验证理论的正确性。仿真验证采用等效双电源系统。电压等级 500 kV,线路全长 $l=400$ km,输电线路采用分布参数模型,工频下每周期采样 200 点,故障稳态情况下采用全周傅氏滤波算法。仿真试验负序和零序故障分量网络为例。

M 侧系统参数: $E_m = 500 \angle 0^\circ$ kV

$$Z_{m1} = 1.0515 + j43.176 \Omega$$

$$Z_{m0} = j29.0925 \Omega$$

N 侧系统参数: $E_n = 525 \angle 30^\circ$ kV

$$Z_{n1} = 1.0577 + j44.920 \Omega$$

$$Z_{n0} = j37.47 \Omega$$

线路参数:

$$R_1 = 0.02083 \Omega/\text{km}, R_0 = 0.1148 \Omega/\text{km}$$

$$L_1 = 0.8984 \text{ mH}/\text{km}, L_0 = 2.2886 \text{ mH}/\text{km}$$

$$C_1 = 0.0129 \mu\text{F}/\text{km}, C_0 = 0.00523 \mu\text{F}/\text{km}$$

(1) 故障类型和故障距离对定位精度的影响见表 1、2。

表 1 负序分量定位结果 km

| 故障距离 | 50 | 100 | 150 | 200 | 380 |
|---------|-------|--------|--------|--------|--------|
| A 相单相接地 | 50.05 | 100.05 | 150.05 | 200.05 | 380.01 |
| AB 两相接地 | 50.03 | 100.02 | 150.01 | 200.00 | 379.96 |
| AB 两相短路 | 50.02 | 100.01 | 150.01 | 200.00 | 379.98 |

表 2 零序分量定位结果 km

| 故障距离 | 50 | 100 | 150 | 200 | 380 |
|---------|-------|--------|--------|--------|--------|
| A 相单相接地 | 50.01 | 100.01 | 150.00 | 200.00 | 379.98 |
| AB 两相短路 | 50.00 | 100.00 | 150.00 | 200.00 | 380.00 |

(2) 过渡电阻对定位精度的影响见表 3、4。

表 3 负序分量定位结果

| 过渡电阻 / Ω | 50 | 100 | 200 | 300 | 400 |
|-----------------|--------|--------|-------|-------|-------|
| A 相接地精度 /% | 100.04 | 100.02 | 99.98 | 99.94 | 99.90 |
| AB 两相接地精度 /% | 99.96 | 99.90 | 99.80 | 99.70 | 99.61 |
| AB 两相短路精度 /% | 100.00 | 99.97 | 99.93 | 99.90 | 99.87 |

表 4 零序分量定位结果

| 过渡电阻 / Ω | 50 | 100 | 200 | 300 | 400 |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| A 相接地精度 /% | 100.01 | 100.01 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| AB 两相接地精度 /% | 100.00 | 100.00 | 100.01 | 100.01 | 100.01 |

(3) 故障初始角对定位精度的影响

表 5 不同故障初始角仿真结果

| 故障发生角 / $(^\circ)$ | 30 | 45 | 60 | 75 | 90 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 负序分量定位 /km | 50.04 | 50.03 | 50.01 | 49.97 | 49.92 |
| 零序分量定位 /km | 50.01 | 50.01 | 50.01 | 50.01 | 50.01 |

(4) 两端数据不同步角对定位精度的影响

表 6 采样数据不同步仿真结果

| 不同步角 / $(^\circ)$ | 45 | 90 | 180 | 270 | 360 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 负序分量定位 /km | 49.88 | 49.86 | 50.05 | 49.86 | 50.05 |
| 零序分量定位 /km | 50.00 | 49.99 | 50.01 | 49.99 | 50.01 |

以上,表 1 和表 2 是在过渡电阻为 10Ω 不变时故障距离和故障类型发生变化,对发现利用负序和零序故障分量进行测距的结果无影响。表 3 和表 4 是在故障位于 100 km 处不变时,过渡电阻变化发现,对定位结果无影响,表 5 是在 50 km 处发生 10Ω 单相接地故障。仿真结果说明当故障初始角发生变化定位结果无影响。表 6 是在 50 km 处发生 10Ω 单相接地故障,不同数据不同步角下的仿真结果,说明两端采样数据不同步对测距结果影响较小。

以上仿真为从原理上证明了方法的有效性,为了减小滤波对测距精度的影响,仿真试验是在稳态和高采样率条件下进行的。若考虑到这些因素时,可以采用低采样率下改进的全周傅氏算法。同时,对于三相对称故障由于不存在负序和零序故障分量,可以采用正序故障分量网络进行定位,方法与此相同。

5 结束语

在分析两端采样数据不同步时产生伪根原因的基础上,根据线路发生故障时故障分量电压沿线的分布规律,给出一种基于双端不同步数据的高压输电线路故障测距实用算法,该方法不需要进行伪根判别,采用简单搜索迭代的方法便捷地计算出故障点的位置,并从原理上分析了它的收敛性,证明了其在全线范围内具有的收敛性和性。该算法无需解方程,也不需要判明故障类型,收敛速度快,不受过渡电阻,故障初始角的影响,测距精度高。

参考文献:

- [1] 葛耀中. 新型继电保护与故障测距原理与技术[M]. 西安:西安交通大学出版社, 1996.
- [2] LIN Y H, LIU C W, YU C H. A New Fault Location for Three-terminal Transmission Lines-using Two-terminal Synchronized Voltage and Current Phasors[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2002, 17(2): 452-459.
- [3] 董新洲, 葛耀中. 一种使用两端电气量的高压输电线路故障测距算法[J]. 电力系统自动化, 1995, 19(8): 47-53.
- [4] 陈铮, 苏进喜, 吴欣荣, 等. 基于分布参数模型的高压输电线路故障测距算法[J]. 电网技术, 2000, 24(11): 31-33.
- [5] Novodel D, HART D G. Unsynchronized Two-terminal Fault Location Estimation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1996, 11(1): 130-137.
- [6] 全玉生, 王晓蓉, 杨敏中, 等. 工频双端故障测距算法的鲁棒性问题和算法研究[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(5): 28-32.
- [7] 王亚强, 焦彦军. 超高压长线路故障测距研究[J]. 华北电力大学学报, 2006, 33(1): 20-23.
- [8] 施世鸿, 何奔腾. 基于分布参数模型的双端非同步故障测距算法[J]. 电网技术, 2008, 32(9): 84-87.
- [9] 滕林, 刘万顺, 李营, 等. 一种实用的新型高压输电线路故障双端测距精确算法[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(9): 24-27.
- [10] 辛振涛, 尚德基, 尹项根. 一种双端测距算法的伪根问题与改进[J]. 继电器, 2005, 33(6): 36-38.
- [11] 程立, 杨华春, 贺仁睦. 一种实用的高压输电线路故障双端测距算法[J]. 现代电力, 2003, 20(5): 40-43.

作者介绍:

- 丁士长(1980-), 男, 安徽安庆人, 硕士, 从事电力系统通信和继电保护方面的研究工作;
- 宋国兵(1972-), 男, 河南信阳人, 副教授, 主要从事电力系统继电保护的科研与教学工作;
- 刘林林(1985-), 男, 山东德州人, 硕士研究生, 主要从事电力系统继电保护的科研工作;
- 许庆强(1976-), 男, 江苏常州人, 高级工程师, 研究方向为电力系统继电保护。

Research of Fault Location Algorithm Using Two-terminal Data

DING Shi-chang¹, SONG Guo-bing², LIU Lin-lin², XU Qing-qiang³

(1. Jiangsu Frontier Electric Power Technology Co., Ltd., Nanjing 211100, China;

2. College of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

3. Jiangsu Electric Power Research Institute Co., Ltd., Nanjing 211102, China)

Abstract: There will be false root in the fault location using two-terminal data if the unsynchronized data is considered. In this paper, the generation of the false root is represented. The algorithm of fault location, having no use for distinguishing the false root and using unsynchronized data of two-terminal, is introduced. It utilizes searching and iteration methods to locate the fault point according the regularity of fault component voltage along the transmission line while its astringency and the exclusivity are proved. The algorithm adopted distributed parameters which can eliminate the influence of the line capacitance is realized easily. The result of simulation shows that the algorithm has a high precision and a low sensitivity to the fault resistance, inception angle and unsynchronized data of two-terminal, while the method has a high speed of astringency.

Key words: transmission line; fault location; astringency; unsynchronized data of two-terminal

(上接第 15 页)

Realization About Single-phase Ground Protection of Ladder Ungrounded Distributed Power System

DING Wang-lin, WEN Chuan-xin, LUO Jian

(State Grid Electric Power Research Institute Nanjing Sino-German Protection & Substation Control Systems Ltd., Nanjing 210003, China)

Abstract: The characteristics of zero sequence current in ladder ungrounded distributed power system are discussed. The zero sequence currents of two sides in connection line are analyzed in detail when line internal and external single-phase ground fault occurrence. The shortage of traditional single-phase ground fault protection principle is pointed out. The new principle is proposed based on the direction relation between zero sequence currents of two sides in connection line and the direction relation between zero-sequence differential current and zero sequence currents. The test and site operation results show the superiority of this technology.

Key words: ungrounded power grid; single-phase ground protection; multi-level power supply; zero-sequence differential current